

Position des BEE zur Einbeziehung von Erneuerbaren Energien in den Redispatch

Die Einbeziehung von Erneuerbaren Energien in den Redispatch wird seit einiger Zeit intensiv diskutiert. Das BMWi hat deshalb eine Studie zur Weiterentwicklung der Netzengpassbehebung („Entwicklung von Maßnahmen zur effizienten Gewährleistung der Systemsicherheit im deutschen Stromnetz“) beauftragt. Der Endbericht ist für Frühjahr / Sommer 2018 geplant. Zur Einbeziehung von Erneuerbaren Energien in den Redispatch äußert sich der BEE wie folgt:

Präambel (Zielbeschreibung)

In einem stark durch Erneuerbare Energieanlagen geprägten Energiesystem muss die Anpassung von Last und Erzeugung optimiert werden, um eine hohe Ausnutzung des CO₂-freien Stromangebots zu erzielen. Erst wenn alle Optionen der Transportkapazitäten, der Lastverschiebung und der Zwischenspeicherung vollständig genutzt sind, sollten EE-Anlagen abgeregelt werden können.

Bei der Direktvermarktung von erneuerbaren Energien würde ein an das Redispatchverfahren angelehnter geplanter Prozess¹ zu mehr Planungssicherheit bei den Bilanzkreisverantwortlichen und damit zu einem geringeren volkswirtschaftlichen Aufwand für Entschädigungszahlungen führen. Insbesondere solange die Abregelung von EE-Anlagen durch den Netzbetreiber weiterhin ohne einen energetischen Ausgleich durch diesen erfolgt, ist eine zuverlässige Prognose von Netzengpässen durch die jeweiligen Netzbetreiber am Vortag wünschenswert. Damit können der Bilanzkreisverantwortliche und der Anlagenbetreiber rechtzeitig darauf reagieren und es ist eine effizientere Bewirtschaftung von Netzengpässen möglich. Netzbetreiber müssen deshalb dazu angehalten werden, die Prognoseverfahren von Netzengpässen und die frühzeitige Ankündigung von entsprechenden Maßnahmen deutlich zu verbessern.

Grundsätzlich muss aber die konzeptionelle Vermeidung von Netzengpässen stärker im Vordergrund stehen. Darüber hinaus müssen schnellstmöglich regulatorische Rahmenbedingungen geschaffen werden, die eine Nutzung des EE-Stroms vor Ort ermöglichen, z.B. für Power-to-X-Lösungen oder der Abschluss von Direktlieferverträgen mit Unternehmen vor Ort.

Mittelfristig kann bei steigendem Anteil von Erneuerbaren Energien in der Stromerzeugung eine situative Einbeziehung der EE-Anlagen in den Redispatch sinnvoll sein, langfristig sollten aber andere Instrumente entwickelt werden, die die Anpassung der Erzeugung an die jeweils vorhandenen Netzkapazitäten ermöglichen.

¹ Bilanzkreisausgleich auch bei „Einspeisemanagement“ und verbesserte Prognosen

BEE Position

Der BEE erkennt an, dass es im heutigen Netzbetrieb Situationen geben könnte, in denen lokale Netzengpässe durch die Einbeziehung von EE-Anlagen in den Redispatch klima- und kosteneffizienter entlastet werden können als dies durch Redispatch mit konventionellen Kraftwerken möglich wäre.

Zum jetzigen Zeitpunkt lehnt der BEE auf Grund der völligen Intransparenz der heutigen Verfahren die Einbeziehung von EE-Anlagen in den negativen regulären Redispatch aber ab.

Eine Einbeziehung der EE-Anlagen in den negativen Redispatch setzt folgende Bedingungen voraus:

1. Der Einspeisevorrang der Erneuerbaren Energien muss konsequent umgesetzt werden. Abweichungen davon müssen gut begründet und dokumentiert sein.
2. Transparente, nachvollziehbare Verfahren für Redispatch (und Einspeisemanagement) mit Nachweispflicht der Netzbetreiber sind zwingend erforderlich. Dazu zählt insbesondere, dass die Netzbetreiber ihrer Pflicht zur Vorlage von Nachweisen, die für sachkundige Dritte ohne weitere Informationen nachvollziehbar sein müssen (nach § 15 Abs. 3 Satz 1 und 2 EEG), verstärkt und ohne Aufforderung nachkommen müssen. Eine finanzielle Schlechterstellung der einbezogenen EE-Anlagen muss ausgeschlossen sein.
3. Dezentrale Flexibilitäten müssen Preissignale aus Markt und Netz erhalten.
4. Soweit möglich darf die Einbeziehung von EE-Anlagen in den negativen Redispatch nicht zu einer Erhöhung der CO₂-Emissionen führen.
5. Die Maßnahme muss nachweislich die volkswirtschaftlichen Kosten reduzieren.
6. Redispatchmaßnahmen müssen nach ihrer Wirkung auf die Gesamtheit der zeitgleich im deutschen Regelverbund auftretenden Engpässe bewertet werden. Die Zulässigkeit der Einbeziehung von EE-Anlagen muss danach beurteilt werden².
7. Die Abregelung von EE-Anlagen darf nicht engpassverstärkend wirken.
8. Fossile KWK-Anlagen müssen vorrangig vor EE-Anlagen (einschließlich erneuerbarer KWK-Anlagen) einbezogen worden sein.
9. Bei Erneuerbaren KWK-Anlagen sind die Kosten für die Nutzung alternativer Wärmequellen zu erstatten.
10. Brennstoffbasierte EE-Anlagen sollten vom Redispatch ausgenommen werden, wenn andernfalls biogene Brennstoffe ohne energetische Verwertung vernichtet werden müssten.

² Die Wirksamkeit darf nicht allein an Hand des betreffenden Netzengpasses beurteilt werden, sondern muss alle Netzengpässe berücksichtigen, die zeitgleich im Netzregelverbund, d.h. regelzonenübergreifend, auftreten. Engpässe und eventuelle Maßnahmen beeinflussen sich gegenseitig und heben sich teilweise auf oder verstärken einander. Die effizienteste Maßnahme kann nur nach einer regelzonenübergreifenden Analyse festgelegt werden.

Begründung

1. Der Einspeisevorrang der Erneuerbaren Energien muss konsequent umgesetzt werden. Abweichungen davon müssen gut begründet und dokumentiert sein.

Der Einspeisevorrang ist im EEG verankert und ein wesentlicher Bestandteil zur Umsetzung der Klimaschutzziele und der Energiewende der Bundesregierung. Ohne besondere Regelungen besteht die Gefahr, dass Anlagen, die über Ausschreibungen errichtet werden und eine deutliche Wirkung auf die Engpässe haben, im Fall von Redispatch bevorzugt abgeregelt würden. Konventionelle Anlagen könnten dann auch bei Netzengpässen uneingeschränkt weiter produzieren. Aus dem Einspeisevorrang für Erneuerbare Energien würde dadurch faktisch ein Einspeisevorrang für konventionelle Kraftwerke. Daher muss sichergestellt werden, dass EE-Anlagen nur in Ausnahmefällen in den Redispatch einbezogen werden.

2. Transparente, nachvollziehbare Verfahren für Redispatch und Einspeisemanagement

Bisher kommen die Netzbetreiber ihrer Informationspflicht gemäß EEG 2017 § 14 Abs. 3 nicht in ausreichendem Maße nach. Dadurch ist es nicht möglich, zu überprüfen, ob der Einspeisevorrang eingehalten wird. Die Netzbetreiber sollten diesbezüglich dazu verpflichtet werden, verfügbare Echtzeit- und Prognosedaten aus Erzeugungsanlagen zu verwenden, um eine Prognose der Einspeisungsreduzierungen und der erwarteten Ausfallenergie zu erstellen und rechtzeitig bekannt zu geben.

Da die Anweisung zur Leistungserhöhung eines anderen Kraftwerks in größerem Umfang häufig nur dem Übertragungsnetzbetreiber möglich ist, muss ein stetiger Informationsaustausch zwischen Übertragungsnetzbetreiber und Verteilnetzbetreiber implementiert werden. Anderenfalls fehlen im Falle eines Netzengpasses im Verteilnetz die notwendigen Informationen beim Übertragungsnetzbetreiber, um die entsprechende Ausfallleistung von Redispatchkraftwerken anzufordern.

Alle Informationen die benötigt werden, um die Maßnahmen nachzuvollziehen und sich von ihrer Notwendigkeit zu überzeugen, müssen in einem klaren Verfahren bereitgestellt werden. Andernfalls muss mindestens eine unabhängige, von allen Parteien akzeptierte Instanz in die Lage versetzt werden, die Notwendigkeit einer Redispatch-Maßnahme und den Einbezug von EE-Anlagen zu prüfen. Verstöße müssen spürbar pönalisiert werden.

3. Dezentrale Flexibilitäten müssen Preissignale aus Markt und Netz erhalten

Zur Erreichung der Klimaschutzziele muss das CO₂-freie Energiedargebot möglichst vollständig genutzt werden. Zurzeit sind aber die Marktanreize für Flexibilitäten zu gering und zudem unabhängig von der Netzsituation. Die derzeitigen Preissignale aus dem Netz erreichen die Betreiber flexibler Verbrauchsanlagen nicht. Diese Situation muss geändert werden, um auch das Redispatchvolumen insgesamt zu verringern.

Strom aus EE-Anlagen muss verstärkt regional genutzt werden. Dazu sind übergreifende Konzepte nötig, die sowohl Verteil- und Übertragungsnetzbetreiber als auch Erzeuger und Verbraucher mit einbeziehen. Dies ist wichtig, da oftmals der eigentliche Engpass im Übertragungsnetz auftritt, die Behebung des Engpasses hingegen auf Verteilnetzebene stattfindet. Gelingt es also bereits im Verteilnetz Erzeugungsspitzen durch erhöhten Verbrauch auszugleichen, werden dadurch auch Engpässe im Übertragungsnetz vermieden.

Für die Optimierung auf allen Netzebenen ist eine umfassende Digitalisierung nötig. Folgende Punkte müssen umgesetzt werden:

- Die Einrichtung von modernen Betriebsmitteln und Messtechnik
- Etablierung einer einheitlichen Datenverarbeitung, möglichst in Echtzeit
- Der kontinuierliche und sichere Datenaustausch zwischen VNB, ÜNB, Erzeugern und Verbrauchern
- Die Entwicklung von Vermarktungsmodellen für Strom vor dem Netzengpass. Erneuerbarer Regionalstrom und Sektorkopplung müssen gefördert werden

4. Soweit möglich darf die Einbeziehung von EE-Anlagen in den negativen Redispatch nicht zu einer Erhöhung der CO₂- Emissionen führen.

Im Idealfall kann die Einbindung von EE-Anlagen in den Redispatch zu einem geringeren Redispatchvolumen insgesamt und somit zu volkswirtschaftlichen Vorteilen führen. Damit verbunden ist allerdings ein leichter Anstieg der CO₂-Emissionen. Deshalb sind transparente Prozesse und ein Monitoring der redispatch-bedingten CO₂-Emissionen zwingend erforderlich und gesetzlich festzuschreiben.

Nach BMWi, Consentec, Ecofys, BBH (unveröffentlicht 2018)³, siehe auch Abbildungen 1 bis 4, ergeben sich auf Grund der verschiedenen Preisannahmen jährliche CO₂ Emissionswerte von 1,8 Mio. t (Basisszenario) und 4,5 Mio. t (bei einem EE-Preis von 0 Euro) für ganz Deutschland:

- Einbeziehung EE (Kosten für EE = 0 Euro): 1,8 + 2,7 Mio. t = 4,5 Mio. t
- Einbeziehung EE (Kosten für EE = reale Vergütung): 1,8 + 1,8 Mio. t = 3,6 Mio. t.
- Einbeziehung EE (Kosten für EE = 60 Euro): 1,8 + 1,2 Mio. t = 3,0 Mio. t.

Bezogen auf die Treibhausgasemissionen in der Energiewirtschaft von 332 Mio. t⁴ im Jahr 2016 bedeutet dies einen Anteil von lediglich zwischen 0,5 Prozent im Basisszenario und 1,4 Prozent (bei einem EE-Preis von 0 Euro).

³ Stakeholderworkshop zur Vorstellung der ersten Ergebnisse, Berlin, 7. April 2017

⁴ Umweltbundesamt, Stand 1 / 2018, <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/energiebedingte-emissionen#textpart-1>

CO₂-Emissionen aufgeschlüsselt auf Primärenergieträger

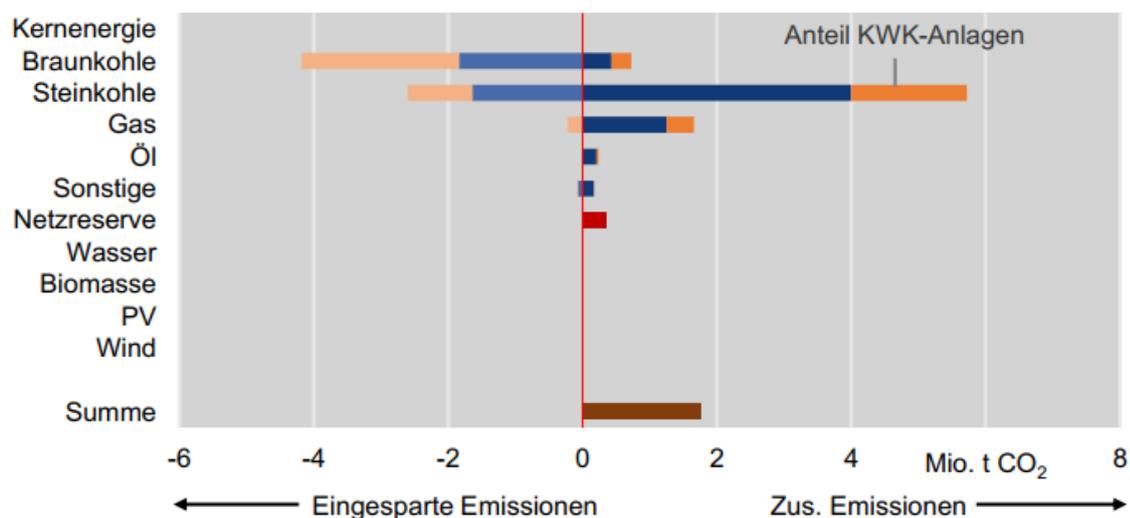


Abbildung 1 Basisszenario (BMW, Consentec, Ecofys, BBH, 2018)

CO₂-Emissionen aufgeschlüsselt auf Primärenergieträger

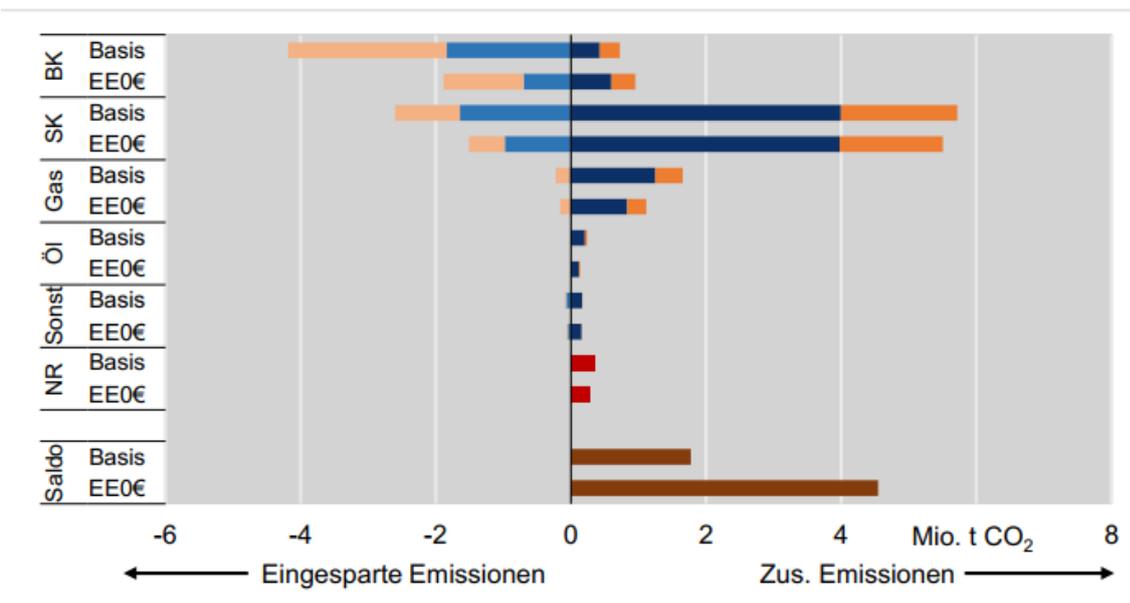


Abbildung 2: Szenario EE_0€: CO₂-Emissionen (BMW, Consentec, Ecofys, BBH, 2018)



CO₂-Emissionen aufgeschlüsselt auf Primärenergieträger

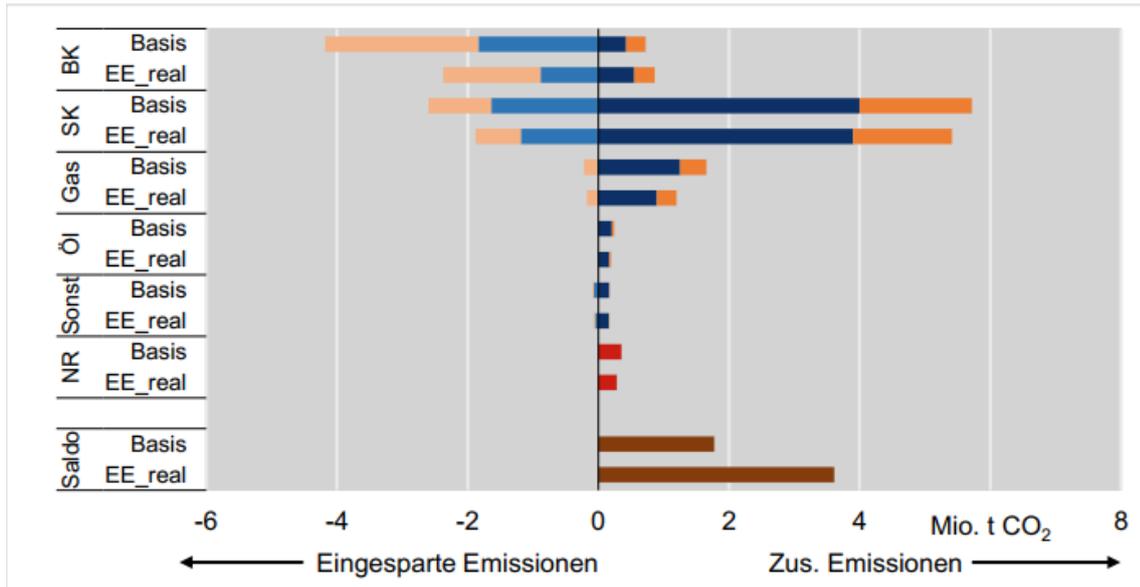


Abbildung 3: Szenario EE reale Vergütung: CO₂-Emissionen (BMW, Consentec, Ecofys, BBH, 2018)

CO₂-Emissionen aufgeschlüsselt auf Primärenergieträger

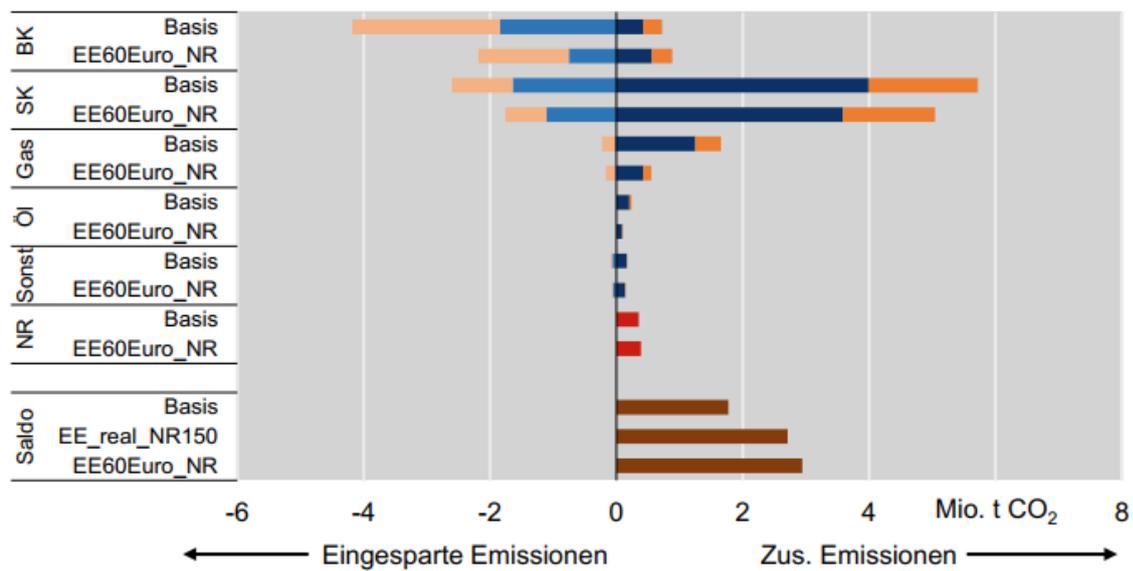


Abbildung 4 : Szenario – 60 €/MWh | NR 150€/MWh: CO₂-Emissionen (BMW, Consentec, Ecofys, BBH, 2018)



5. Die Maßnahme muss nachweislich die volkswirtschaftlichen Kosten reduzieren.

Die niedrigsten volkswirtschaftlichen Kosten werden nach BMWi (2018) im Szenario „Einbezug EE- und KWK-Anlagen“, Variante 2 (reale Vergütungssätze (EE) + vollständige Flexibilität (KWK) + Netzreserve) erzielt, gefolgt vom Szenario „Einbezug KWK“ (vollständige Flexibilität). D.h. dass eine vollständige Flexibilisierung der fossilen KWK-Anlagen eine signifikante Reduktion der volkswirtschaftlichen Kosten und des Redispatch-Volumens bedeutet. Aus Klimaschutzpolitischen Gesichtspunkten muss daher zunächst die Einbindung von (fossilen) KWK-Anlagen erfolgen und diese zur Flexibilisierung angeregt werden.

Die Kosten für Redispatch werden erstattet, dabei sollen Kraftwerke nicht besser oder schlechter gestellt werden als ohne diese Maßnahmen (§13 a Absatz 2 EnWG). Das würde dann auch für die EE-Anlagen gelten. Diese Kosten müssen bei der Kosten-Nutzen-Abschätzung der jeweiligen Maßnahmen berücksichtigt werden.

Unter Einbeziehung aller entstehenden Kosten muss die Redispatch-Maßnahme eindeutig die volkswirtschaftlichen Kosten reduzieren.

6. Redispatchmaßnahmen müssen nach ihrer Wirkung auf die Gesamtheit der zeitgleich im deutschen Regelverbund auftretenden Engpässe bewertet werden. Die Zulässigkeit der Einbeziehung von EE-Anlagen muss danach beurteilt werden.

Während sich bei Engpässen in einzelnen Leitungen die Wirkung der einzelnen Kraftwerke auf den jeweiligen Engpass direkt abschätzen lässt, ist dies bei mehreren parallel auftretenden Engpässen nicht mehr möglich. Es muss vielmehr davon ausgegangen werden, dass die Wirkung eines Kraftwerkes auf die Gesamtheit aller Engpässe wesentlich höher sein kann als auf den einzelnen Engpass. Zur Abschätzung der Wirksamkeit von Redispatchmaßnahmen und für den Vergleich zwischen EE- und konventioneller Anlage ist die Summe aller Einzel-Wirkungen auf zeitgleich auftretende Engpässe zu bilden und zu vergleichen.

Bei Betrachtung eines einzelnen Engpasses wird es fast immer eine EE-Anlage im unmittelbaren Einzugsgebiet geben, die eine hohe Wirkung auf den Engpass hätte. Betrachtet man aber die Gesamtheit von zeitgleich parallel auftretenden Engpässen, wird es nach wie vor sinnvoll sein, auch weiter entfernte konventionelle Kraftwerke abzuregeln.

7. Die Abregelung von EE-Anlagen darf nicht engpassverstärkend wirken.

Die Abregelung von EE-Anlagen steht mit vorhandenen Netzengpässen, bzw. deren Klärung in direkter Wechselwirkung. Die Abregelung von EE-Anlagen nach Netzengpässen wirkt sich negativ aus. EE-Anlagen, die zur aktiven Spannungshaltung eingesetzt werden, sollten vom Redispatch ausgenommen werden.

8. Fossile KWK-Anlagen müssen vorrangig vor EE-Anlagen (einschließlich erneuerbarer KWK-Anlagen) einbezogen worden sein.

Aus klimapolitischen Gesichtspunkten sollten fossile KWK-Anlagen vorrangig vor EE-Anlagen in den Redispatch einbezogen werden.

Durch den Einbezug in den Redispatch fehlende Wärmemengen sollten durch EE Strom / PtH oder EE-Gas erzeugt und der Anlagenbetreiber dafür kostenneutral gestellt werden. Wenn möglich sollte die Nachrüstung mit Wärmespeichern angeregt werden. Beides gilt auch für erneuerbare KWK-Anlagen.

Fossile KWK-Anlagen die nicht am Redispatch teilnehmen wollen, sollten das deutliche Risiko haben über Notfallmaßnahmen entschädigungslos abgeregelt zu werden.

9. Bei Erneuerbaren KWK-Anlagen sind die Kosten für die Nutzung alternativer Wärmequellen zu erstatten.

Aufgrund ihrer Wärmelieferverpflichtungen ist der wirtschaftliche Verlust im Fall eines Lieferengpases für Wärme bei Erneuerbaren KWK-Anlagen (insb. Bioenergieanlagen) erheblich. In jedem Fall müssen der Verlust von Wärmeerlösen bzw. die eventuellen Mehrkosten für die Nutzung alternativer Wärmequellen (z.B. Notfalkessel) oder zusätzlicher Speicher erstattet werden. Die Regelung in § 13 a Absatz 1 und 2 EnWG, nach der die Redispatch-Maßnahmen den Betreiber der Anlage wirtschaftlich weder besser noch schlechter stellt, als er ohne die Maßnahme stünde, ist beizubehalten.

10. Brennstoffbasierte EE-Anlagen, sollten vom Redispatch ausgenommen werden, wenn andernfalls biogene Brennstoffe ohne energetische Verwertung vernichtet werden müssten.

Es sollte unter allen Umständen verhindert werden, dass biogene Brennstoffe ohne energetische Verwertung vernichtet werden (z.B. Gasfackeleinsatz auf Grund nicht verfügbarer Speicherkapazitäten) oder prozessbedingt nicht mehr energetisch verwendet werden können.

Ansprechpartner:

Holger Loew, Leiter Infrastruktur und Technik
Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.
Invalidenstraße 91, 10115 Berlin
Tel: +49 30 / 2 75 81 70 - 17
holger.loew@bee-ev.de

Anne Palenberg, Referentin Netzintegration
Bundesverband WindEnergie e.V. (BWE)
Neustädtische Kirchstraße 6, 10117 Berlin
Tel:+49 30 / 2 123 41-244
a.palenberg@wind-energie.de

Maria Roos, Referentin Solartechnik
BSW - Bundesverband Solarwirtschaft e.V.
Lietzenburger Straße 53, 10719 Berlin
Tel: + 49 30 / 29 777 88- 43
roos@bsw-solar.de

Dr. Stefan Binder, Referatsleitung Firmen und Technik
Fachverband Biogas
Angerbrunnenstrasse 12, 85356 Freising
Tel: +49 8161/ 98 46 - 807
stefan.binder@biogas.org